

# Dreamteam Wasserkraft und Solarstrom II

Ein quantitatives Simulationsmodell zur Kopplung von Speicherseen mit Photovoltaikanlagen unter dem Aspekt alpiner Photovoltaik und Windkraftanlagen zur Überwindung einer Winterstromlücke in der Schweiz.

Autoren: Thomas Nordmann, Jörg Hofstetter  
Datum: 01.09.2024

## Zusammenfassung

In rund 15 Jahren, kurz vor dem Abschalten der letzten beiden AKW's und vor dem Einsatz von neuen Langzeitspeichern, wird die Photovoltaik (PV) eine tragende Rolle in der Schweizer Energieversorgung spielen. Mit diesem Bericht wollten wir untersuchen, wie unser Energiesystem in einer solchen Situation mit Hilfe von Speicherseen mit Schwankungen in der PV-Produktion umgehen kann. Wir haben dabei die Auswirkungen einer mehrtägigen Hochnebelsituation im Mittelland auf den Füllstand der Speicherseen untersucht, unter besonderer Berücksichtigung der Rolle der Alpen-PV und der Windenergie.

Basierend auf einem publizierten Energieszenario konnten wir mittels einer Simulation zeigen, dass bei entsprechender Diversifikation der Produktions-Technologien selbst eine längerer Solarflaute durch eine Hochnebelphase im Mittelland überbrückt werden kann. Bei der Simulation wurde mit 30 GW PV im Mittelland, 1.4 GW Alpine-PV und 0.7 GW Wind gerechnet. Bei den Speicherseen wurde von einem geringen Zubau gegenüber heute ausgegangen.

Verzichtet man in der Simulation auf die Alpine-PV und den Wind, dann müssten im Mittelland anstatt 30 GW PV deren 41 GW (+ 36%!) verbaut werden, um bei der angenommenen Solarflaute die gleiche Zuverlässigkeit des Energiesystems zu erhalten. Damit wird klar, dass die oft gehörte Strategie «PV auf die Dächer statt in die Alpen» kaum realistisch ist.

Weiter konnten wir zeigen, dass eine Energieversorgung, welche auf einen diversen Mix erneuerbarer Energie-Quellen setzt, zu einer Zunahme der Zuverlässigkeit (Diversitätsgewinn) führt.

# Einführung

Im Rahmen des Übergangs zu einer erneuerbaren Stromversorgung wird die Photovoltaik (PV) zukünftig eine dominierende Rolle übernehmen. Mit zunehmender PV-Produktion steigen auch die Auswirkungen einer schwankenden PV-Stromproduktion aufgrund von Nacht, Nebel und Winterlagen. Kritisch wird dies insbesondere in den Winter Monaten.

Die Gewährleistung einer zukünftigen Netzstabilität dürfte in einer divers aufgestellten, erneuerbaren Strom-Produktion liegen. Nur so können Synergien zwischen Mittelland-PV, Alpiner-PV, Wind-Energie und Speicherseen genutzt werden. Alpine-PV produziert z.B. im Winter bedeutend zuverlässiger als Mittelland-PV, die Wind-Produktion funktioniert auch im Winter und Speicherseen können Nacht- und andere Flauten überbrücken.

Es werden immer wieder Zweifel an der grundsätzlichen Machbarkeit dieser Strategie laut. Zudem gibt es aus unterschiedlichen Gründen Widerstand gegen Windkraft, Alpine-PV und neue Stauseen. Manche sehen z.B. die Alpenwelt und die Biodiversität in Gefahr und fordern, PV primär auf Hausdächern auszubauen.

Um objektive, messbare Entscheidungsgrundlagen für die notwendigen Machbarkeitsabklärungen und Güterabwägungen zu haben, wurden im vorliegenden Bericht für die Schweiz folgende Fragestellungen untersucht:

- Wie können wir beim zukünftigen Ausbau der PV eine grössere Solarflaute, ausgelöst durch eine Hochnebelphase im Mittelland, im Winter überbrücken?
- Welche Rolle spielen dabei Alpine-PV und Windkraft?
- Wie gross müssten bei einem Verzicht auf Alpine-PV und Windkraft entsprechende PV-Zubauten im Mittelland sein, um bei einer Solarflaute die gleiche Zuverlässigkeit des Energiesystems zu erreichen?

*Lesehinweis: Verweise auf den Anhang erfolgen durch [Verweisname].*

# Methodik

In diesem Kapitel wird unser Vorgehen zur Beantwortung obiger Fragen aufgezeigt. Im Wesentlichen haben wir im Rahmen eines zukünftigen Strom-Szenarios während einem ausgewählten Jahr die Auswirkungen unterschiedlicher Zusammensetzungen der erneuerbaren Produktionsmethoden und fiktiver Flauten auf die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems simuliert. Als Zuverlässigkeit verstehen wir dabei, wie verlässlich das Gesamtsystem die geforderte Strom-Nachfrage erfüllen kann.

Ein zentrales Element der Simulation waren die Speicherseen, deren Simulation wegen Speichereffekten nicht ganz trivial ist. Wir haben uns dabei auf das bereits im früheren Bericht [Dreamteam] entwickelte Speichersee-Modell gestützt. Unsere Speicherseen (Speicherkraftwerke und Pumpspeicher) werden durch natürliche Zuflüsse und das Hochpumpen von Wasser gefüllt. Bei Bedarf kann Wasser via Turbinen zur Stromproduktion («Verstromung») abgelassen werden. Dieses Verhältnis von Verstromung und Zufluss bestimmt den jeweiligen Füllstand der Speicherseen.

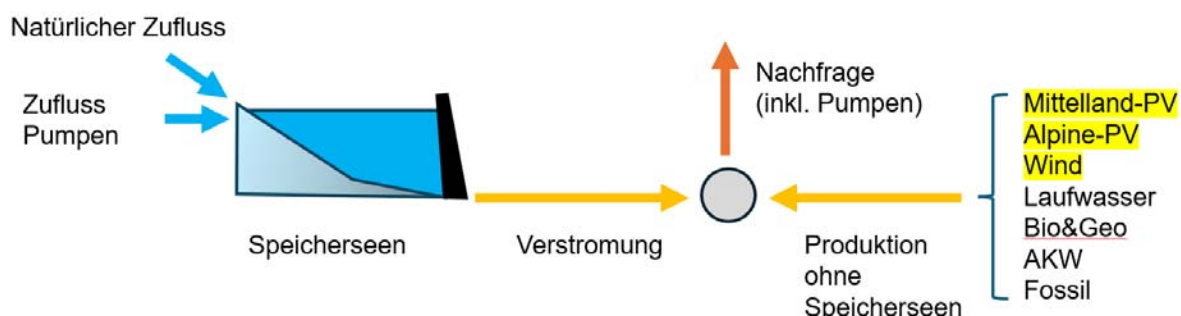


Fig. 2 Speicherseen als Teil unserer Stromproduktion

Als Datenbasis für die zukünftige Nachfrage und die Produktion (ohne die Speicherseen) haben wir das Stromszenario von Nationalrat Grosse verwendet, welches auf der Plattform «Axpo Power Switcher» öffentlich wurde [Grosse/Axpo]. Die Produktionsanteile von Mittelland-PV, Alpiner-PV und Wind (gelb in der Grafik) haben wir dabei zur Bildung von Szenarien als veränderliche Parameter implementiert, d.h. die entsprechende installierte Leistung konnte angepasst werden

Von der prognostizierten Nachfrage nach Strom haben wir die «Stromproduktion ohne Speicherseen» abgezogen. Insbesondere im Winter resultierte dabei eine «Versorgungslücke», die je nach Einstellung der Parameter anders ausfiel. Die Speicherseen wurden in der Simulation dafür eingesetzt, um diese Versorgungslücke via Verstromung zu decken. Wird die Versorgungslücke in einem Szenario grösser, muss mehr Wasser verstromt werden und dadurch fallen die Füllpegel der Speicherseen entsprechend schneller ab und die Speicherreserven werden kleiner.

**Dies erlaubte uns, die Zuverlässigkeit unterschiedlicher Szenarien durch Vergleich der Entwicklung der Speichersee-Füllstände, insbesondere dem tiefsten Stand, zu beurteilen.**

Wir strebten für unsere Simulation ein Untersuchungsjahr mit möglichst grosser PV-Produktion (d.h. auch grossen Produktionsschwankungen) aber vor dem breiten Einsatz von neuen Langzeitspeichern («Game-Changer» bezüglich Zuverlässigkeit) an. So haben wir uns

für das Jahr 2039 entschieden. Weitere Details dazu finden sich im Anhang unter [Grossen/Axpo].

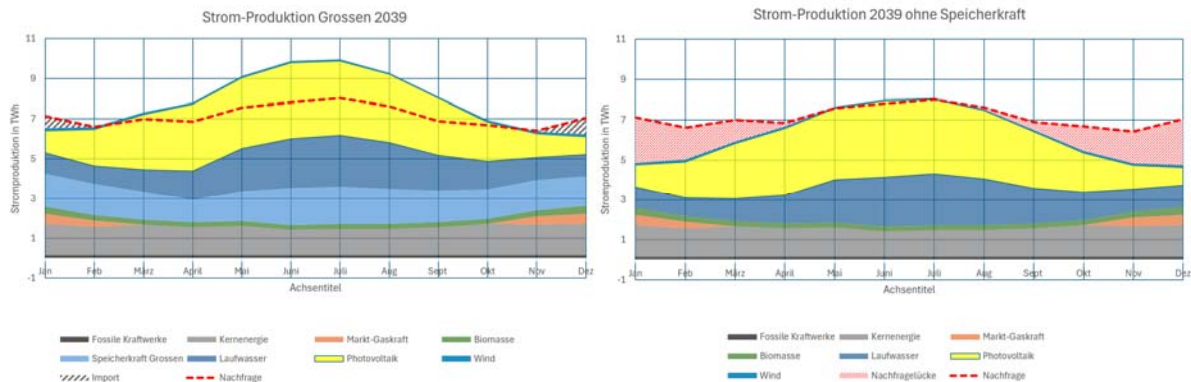


Fig.1 Monatliche Produktionsdaten im Jahr 2039 basierend auf dem Szenario [Grossen/Axpo] in TWh, links mit Speicherkraft und Importen, rechts ohne.

Die Abbildung 1 links zeigt das Originalszenario Grossen mit den Produktionsanteilen im Jahr 2039 und der dort prognostizierten Nachfrage. Im Sommer ist in diesem Szenario zu viel Strom vorhanden, der entweder bei der Produktion aberegelt (d.h. gar nicht erzeugt wird), exportiert oder in Langzeitspeichern gelagert wird (siehe Kasten «Simulation – Hintergründe»). Im Winter dagegen muss zur Deckung der Nachfrage eine geringe Menge Energie importiert werden. Weitere Informationen zu spezifischen Eigenschaften des Szenarios siehe im Anhang unter [Grossen/Axpo].

Das Bild rechts stellt das daraus abgeleitete Basis-Szenario für unsere Simulation dar. Wir haben dazu den Anteil der Speicherseen und die Importe aus dem Modell Grossen entfernt. Der notwendige Anteil der Speicherseen soll ja, wie oben beschrieben, in der Simulation dynamisch anhand der resultierenden Versorgungslücke berechnet werden. Wobei zu bemerken ist, dass wir, im Gegensatz zur heutigen Speicherpolitik, die Speicherseen prioritär für diesen Zweck eingesetzt haben. Ein Ansatz welcher durch das neue [Stromgesetz] nun auch rechtlich ermöglicht wird. Wir haben bereits im früheren Bericht [Stresstest] bereits gezeigt, dass damit ein angepasster Stromhandel mit dem Ausland nicht ausgeschlossen ist.

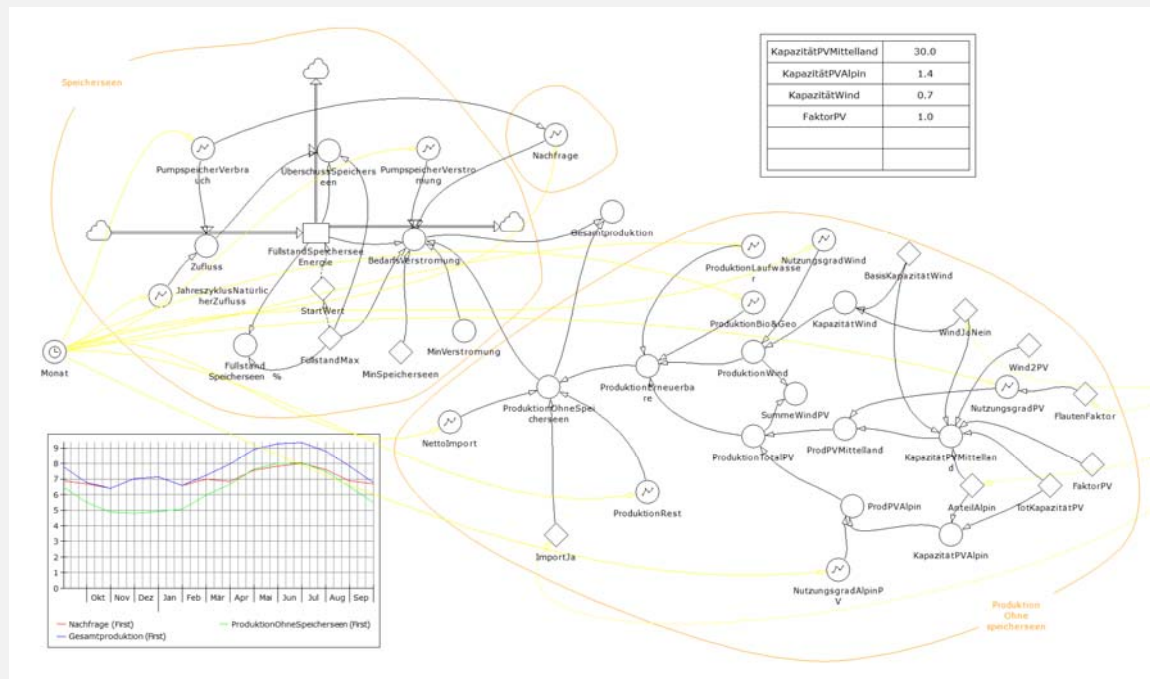
Der natürliche Zufluss zu den Speicherseen wurde im früheren Bericht [Dreamteam] anhand bekannter Daten über Speichersee-Füllstände und Verstromung des Referenzjahres 2021 berechnet. Es handelt sich dabei um eine Bilanzierung aller Einträge (auch direkter Regen und Verluste).

Wichtige Kennzahlen dieses Basis-Szenarios 2039, im Vergleich zu 2023:

Installierte [Leistung] / Speicherkapazität	2023	2039
PV Mittelland (bei [Grossen/Axpo]: PV Dach + PV Freifläche)	6.24 GW	30 GW
PV Alpin	0 GW	1.4 GW
Wind (Leistung 2023 anhand Zahlen 2021 hochgerechnet)	0.09 GW	0.7 GW
Speicherkapazität aller Speicherseen	< 8.8 TWh	8.8 TWh

Die maximale Kapazität aller Speicherseen wurde mit 8.8 TWh angenommen, was dem heutigen Maximum entspricht, welches aber in der Praxis nur bis zu ca. 95% ausgeschöpft wird, d.h. die 8.8 TWh entsprechen faktisch einem moderaten Ausbau der Speicherseen.

## Simulation - Hintergründe



Symbolbild des Simulationsmodells

Für die vorliegenden Untersuchungen wurde im Simulationswerkzeug [PowerSim] ein dynamisches, mathematisches Modell erstellt. Wesentliche Teilbereiche des Modells sind die Produktion (ohne Speicherseen), die Nachfrage und die Speicherseen (Verstromung und Zufluss). Die Produktions- und Nachfragedaten wurden wie beschrieben dem Szenario [Grossen/Axpo] entnommen. Da in [Grossen/Axpo] nicht vorhanden, wurde Daten der Pumpspeicher aus [Grossen/Nexus] übernommen. Der Stromverbrauch der Speicherpumpen wurde zur Nachfrage addiert und wurden auch verwendet, um mittels des Wirkungsgrades der Pumpen den Zufluss zu berechnen.

In den meisten Fällen wurden entsprechende Energiewerte (TWh) ins Modell integriert. Bei Wind und PV musste aber die installierte Leistung modifizierbar sein, daher wurden die bei Grossen ebenfalls vorhandenen Werte der installierten Leistung und des [Nutzungsgrades] der jeweiligen Technologie pro Monat übernommen und daraus die resultierende Energie berechnet.

Dies Simulation der Speicherseefüllstände könnte grundsätzlich in einer beliebigen zeitlichen Auflösung erfolgen. Allerdings lagen uns aus dem verwendeten [Grossen/Axpo] Szenario nur Daten in einer monatlichen Basis vor. Daraus ergab sich folgende Herausforderung:

Obwohl uns primär die Wintermonate interessierten, war es uns wichtig auch die Sommermonate möglichst realitätsnah zu simulieren. Während wir im Winter die einfache Strategie verfolgten, die Versorgungslücke zu füllen, sieht die Situation für die Simulation im Sommer komplexer aus. Im Sommer wird wegen des hohen PV-Anteils grundsätzlich zu viel Energie produziert, die z.B. "abgeregelt" werden muss, d.h. in den Sommermonaten würde es gar keine Verstromung aus den Speicherseen brauchen. Dies ist aber aus mehreren Gründen unrealistisch. Einerseits ist es unwirtschaftlich, wenn die Speicherseen im Sommer keine Einnahmen generieren. Dann gibt es auch noch Restwassermengen-Vorschriften zu beachten. Und ganz wichtig: Auch im Sommer müssen Tag/Nacht-Unterschiede der PV mittels Speicherseen ausgeglichen werden (zusammen mit Batterien).

Als Verstromung in den Sommermonaten wurde daher jeweils der **grössere Wert** der folgenden Werte gewählt:

- Monatliche Werte für die Verstromung durch Speicherpumpen gemäss [Grossen/Nexus], welche dort im Stundenraster ermittelt wurden.
- Die monatliche minimale Verstromung (= Speicherwasser) aus dem Modell [Grossen/Axpo], die typischerweise grösser ist als der obige Pumpspeicher-Wert.
- Nur falls Resultat > 0: Nachfrage – Produktion ohne Speicherseen

# Resultate der Simulation

In unserer Simulation des Jahres 2039 haben wir wie oben beschrieben für verschiedene Szenarien die benötigte Verstromung und damit die Auswirkungen auf die Füllstände der Speicherseen berechnet und grafisch ausgewertet. Wobei wir für die Zeitachse der Grafiken anstelle des Kalenderjahres das hydrologische Jahr verwendet haben.

Wie bereits heute, werden im Sommer die Speicherseen primär durch Schmelzwasser gefüllt und erreichen Ende Sommer ihren Höchststand. Gegen Ende Jahr werden sie bis im Frühjahr durch die notwendige Verstromung laufend entleert.

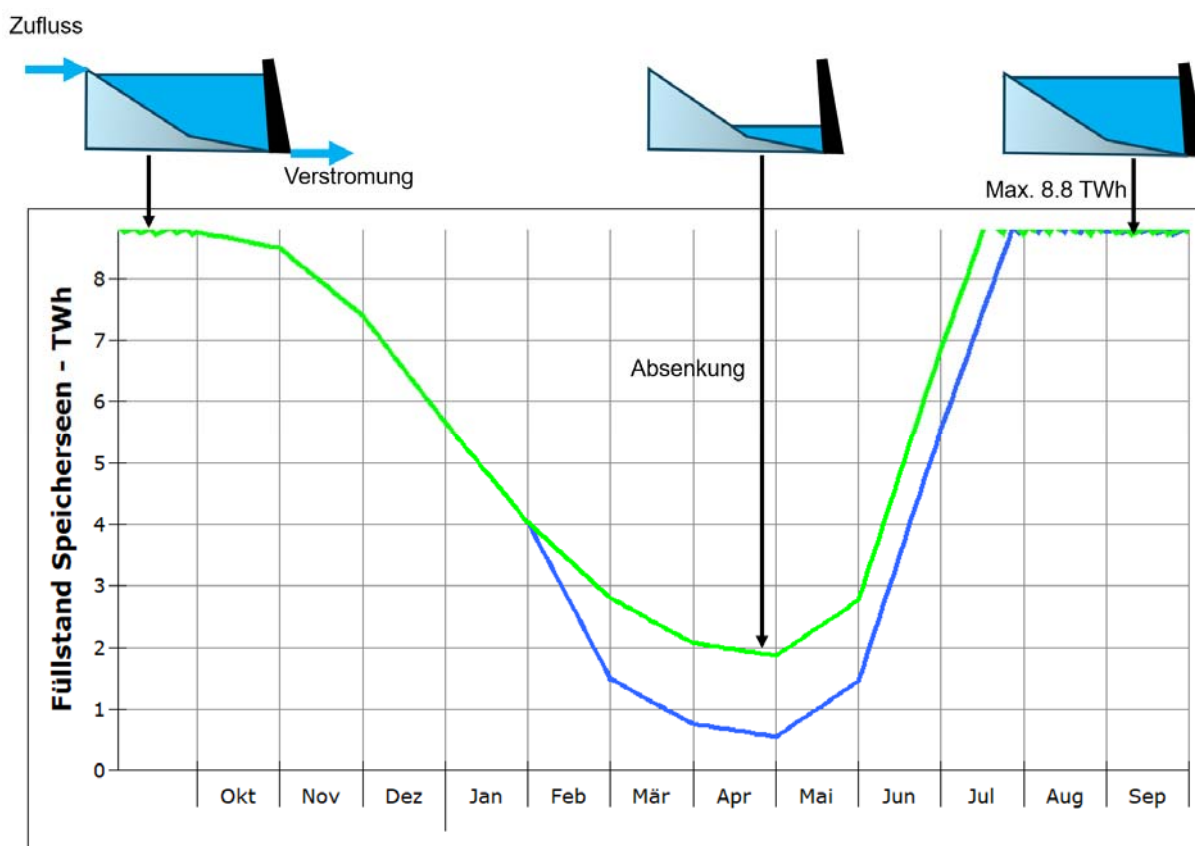


Fig. 4 Füllstandsentwicklung der Speicherseen im Jahr 2039

- Basis-Szenario mit Strommix Alpiner-PV und Wind
- Wirkung Solarflaute im Februar mit gleichem Strommix

Die grüne Kurve zeigt den typischen Verlauf des Füllstandes (in TWh) aller Speicherseen in der Schweiz im Jahr 2039 basierend auf obigem Basis-Szenario [Grossen/Axpo], mit folgendem Energie-Mix: 30 GW PV im Mittelland, 1.4 GW Alpine PV, 0.7 GW Wind.

Aus der Grafik ist gut ersichtlich, dass damit Ende April genügend Reserve-Wasser in den Speicherseen zurückbleibt, d.h. die Produktionsminderungen im Winter können tatsächlich durch die Speicherseen ausgeglichen werden.

Die blaue Kurve zeigt die Auswirkung einer fiktiven Solarflaute bei gleichem Strommix: Im Februar liegt im Mittelland ausserordentlich viel (Hoch-)Nebel, so dass die PV im Mittelland nur 20% der durchschnittlichen zu erwartenden PV-Produktion im Februar liefert. Dies entspricht z.B. einer totalen Solarflaute im Mittelland von über 3 Wochen. Die Alpine-PV und die Wind Produktion sind von der Flaute nicht betroffen.

Die Pegel der Speicherseen sinken damit zwar stärker ab, dank der Reservehaltung in den Speicherseen «trocknen» diese aber nicht aus.

In einem nächsten Schritt untersuchten wir die Folgen der gleichen Solarflaute bei Verzicht auf Alpine-PV und Wind.

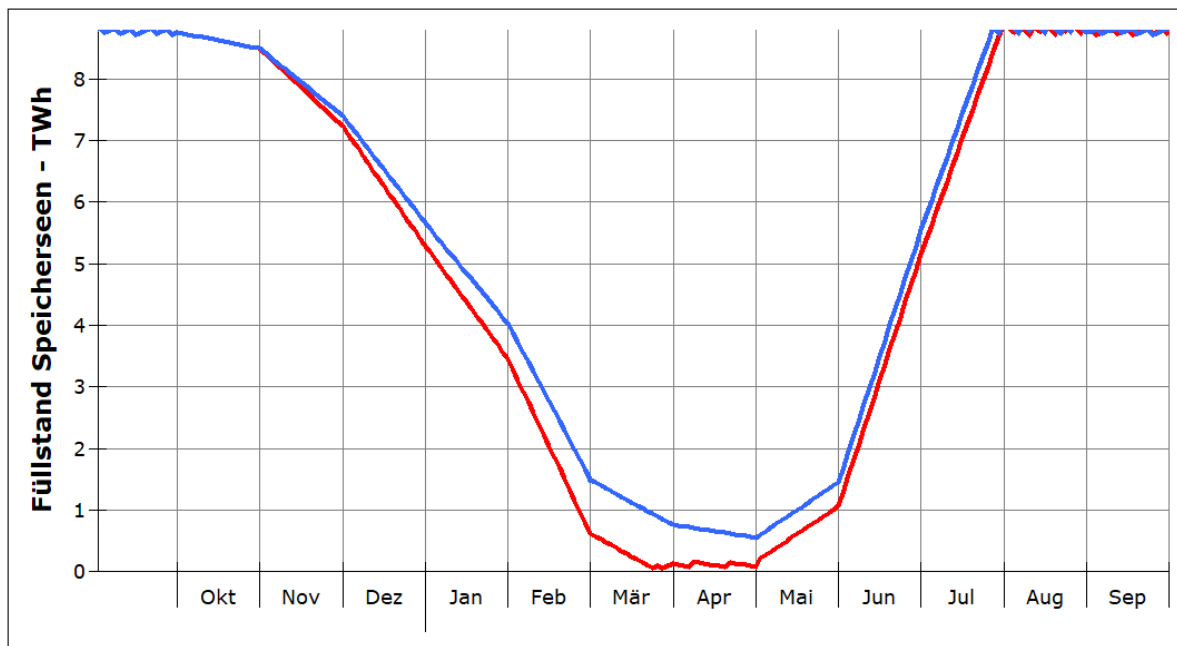


Fig. 5 Füllstandsentwicklung der Speicherseen im Jahr 2039

- Wirkung Solarflaute mit Alpiner-PV und Wind
- Wirkung Solarflaute ohne Alpiner-PV und Wind (kompensiert durch PV im Mittelland)

Zum Vergleich in Blau nochmals die Entwicklung der Speicherseen aus Fig. 4, mit einer Solarflaute im Mittelland und einem diversen Produktionsmix.

Die rote Kurve zeigt die Entwicklung der Speicherseen bei der gleichen Solarflaute aber ohne Alpine-PV und Windkraft.

Als Kompensation der wegfallenden Alpen-PV und der Windkraft wurde in der roten Kurve 32.8 GW Mittelland-PV, gegenüber 30 GW bei der blauen Kurve, verbaut.

Die wegfallende Alpen-PV wurde dabei bezogen auf die installierte Leistung 1:1 durch Mittelland-PV ersetzt. Da Windkraft pro installierte GW im Jahr bedeutend mehr Energie produziert als PV, wurde die wegfallende Leistung an Wind-Produktion durch die doppelte Menge an Mittelland-PV ersetzt, Details siehe [Wind-PV].

Trotz dieser «Kompensation» sinken die Füllstände der Speicherseen bedeutend weiter ab. Im konkreten Beispiel trocknen die Speicherseen sogar aus, es entsteht eine Stromlücke!

Damit wird erkennbar, dass die gezielte Kombination von Wind, Alpine-PV, Mittelland-PV und Speicherkraft zu einem sogenannten «Diversitätsgewinn» führen (siehe dazu auch den untenstehenden Text-Kasten «Einordnung der Resultate»). Das Ganze ist mehr als die Summe seiner Einzelteile!

Im Folgenden möchten wir diesen Gewinn quantifizieren und untersuchten daher, wieviel PV muss zusätzlich im Mittelland verbaut werden, um die gleiche Zuverlässigkeit des Systems wie beim Mix mit Alpiner-PV und Wind zu erreichen?



Wie im Kapitel Methodik bereits beschrieben, verwenden wir die Entwicklung der Speicherseefüllstände als Kriterium zur Beurteilung der Zuverlässigkeit des Systems. Dazu haben wir in der Simulation im roten Szenario (Flaute, nur PV im Mittelland) die installierte PV im Mittelland schrittweise so lange erhöht, bis sich die rote Kurve optisch mit der blauen Kurve deckte (insbesondere im tiefsten Punkt), d.h. eine vergleichbare Zuverlässigkeit erreicht wurde.

Um bei der angenommenen Solarflaute, ohne Alpine-PV und Windkraft, eine vergleichbare Zuverlässigkeit zu erreichen, musste die installierte PV im Mittelland um ca. 36% von 30 GW auf 41 GW erhöht werden! Bei der diversen Variante resultiert damit ein deutlicher Diversitätsgewinn.

<b>PV-Zubau für gleiche Zuverlässigkeit bei einer Solarflaute im Mittelland</b>	
Basis-Szenario	30 GW Mittelland-PV, 1.4 GW Alpine-PV, 0.7 GW Wind
Ohne Wind und Alpine PV, gleiche Zuverlässigkeit	<b>41 GW Mittelland-PV (+ 36 %)</b>

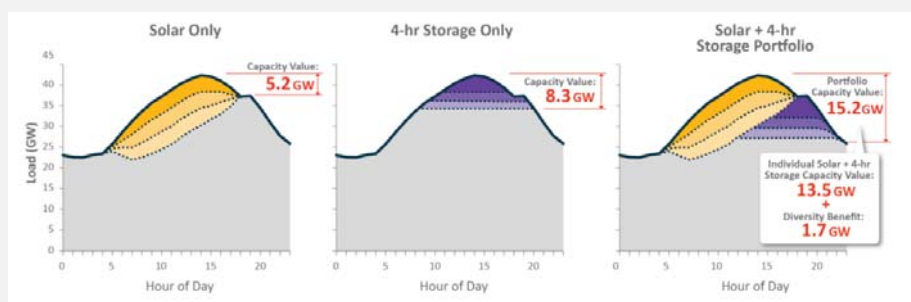
Dieser Diversitätsgewinn tritt aber nicht nur bei einer grossen Solarflaute auf. Mit der gleichen Methode haben wir ermittelt, wieviel PV im Mittelland bei durchschnittlichen Wetterverhältnissen bei Verzicht auf Alpine-PV und Wind für die gleiche Zuverlässigkeit gegenüber dem Basis-Szenario zugebaut werden müsste.

<b>PV-Zubau für gleiche Zuverlässigkeit ohne Flaute</b>	
Basis-Szenario	30 GW Mittelland-PV, 1.4 GW Alpine-PV, 0.7 GW Wind
Ohne Wind und Alpine PV	<b>37.7 GW Mittelland-PV (+ 25 %)</b>



## Einordnung der Resultate:

**Diversity benefit:** Für die Planung eines Stromnetzes interessiert die Frage, wieviel ein spezifischer Energieträger tatsächlich zur Systemzuverlässigkeit beiträgt. Ein Mass dafür ist der sogenannte ELCC-Wert (Effective Load Carrying Capability), er drückt aus wieviel ein bestimmter Energieträger bei einem drohenden Energiemangel tatsächlich zur Systemzuverlässigkeit beitragen kann. So kann z.B. eine 100 MW Solaranlage mit einem ELCC von 30% gleichviel zur Systemzuverlässigkeit wie ein «ideales Kraftwerk» von 30 MW beitragen. Wobei der ELCC einer Technologie kein fixer Wert ist, sondern von vielen Faktoren wie der Jahreszeit, der Uhrzeit und dem Einsatz anderer Technologien im Netz abhängt. Er sinkt z.B., wenn immer mehr von der gleichen Technologie eingesetzt wird. Was nun interessant ist: Die ELCC-Werte von Solar, Wind und Speicher können sich gegenseitig verstärken!



Ein intuitives Beispiel eines «Diversity Benefits» zeigt obige Grafik. Während «Solar Only» eine Reduktion des Kapazitätsbedarfs des Netzes von 5.2 GW zur Folge hat, hat ein «4-Stunden Speicher» allein eine von 8.3 GW. Die Kombination der Beiden führt aber zu einer Reduktion von 15.2 GW, also einem Diversitätsgewinn von 1.7 GW. Dies weil der Solareinsatz es ermöglichte, den Speicher später, und damit optimaler einzusetzen. Quellen und weitere Infos dazu unter [Diversity Benefit].

**Weitere Risiken:** Neben einer Solarflaute im Mittelland gibt es weitere Risiken, die insb. im Winter zu einer Strom-Lücke führen können, wie: erhöhter Strombedarf wegen kaltem Winter, Speicherseen wegen extremer Trockenheit nicht vollständig gefüllt, Wind-Flaute, Ausfall eines AKW's oder Einschränkungen im Europäischen Ausgleich etc. Auch die [Elcom] verweist darauf, dass die Wahrscheinlichkeitsberechnung für das Zusammentreffen mehrerer solcher Faktoren kaum möglich ist. Begegnen können wir einem solchen Fall nur mit weiterer Diversifikation: Neben einem Speichersee-Ausbau auch Ausbau der Batterie-Infrastruktur, Lastmanagement für kritische Situationen, Reservekraftwerke und den europäischen Stromaustausch.

**Die konkrete Entwicklung der zukünftigen Speichersee-Füllstände** hängt von vielen Faktoren ab, natürlich auch kommerziellen (Export). In diesem Bericht wurde die aktuell vorhandene Kapazität der Speicherseen in erster Priorität als Speicher zur Erhöhung der Zuverlässigkeit des Systems eingesetzt, und damit die Auswirkungen einer Solarflaute im Mittelland und unterschiedlicher Technologie-Mixe auf die Speicherseen untersucht. Die dargestellten Speichersee-Füllstände sind realistisch, dürfen aber nicht mit einer konkreten Vorhersage verwechselt werden.

## Fazit

- Wir konnten zeigen, dass wir mit einer geschickten Kombination von Mittelland-PV, Alpiner-PV, Wind-Energie und Speicherseen die Zuverlässigkeit des Energiesystems steigern können (=Diversitätsgewinn). Damit wird auch eine grösser Solarflaute durch eine Hochnebelphase im Mittelland überbrückbar.
- Bei einer angenommenen Solarflaute im Mittelland musste im Jahr 2039 bei einem Verzicht auf Alpine-PV und Wind, die PV im Mittelland um 36% von 30 GW auf 41 GW ausgebaut werden (siehe Fig. 6), um eine vergleichbare Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu erreichen. Um den weiteren PV-Ausbau bis 2050 nicht zu gefährden, scheint dies wegen der beschränkten Dachfläche im Mittelland ein eher unrealistischer Weg, siehe dazu auch [Dachfläche].

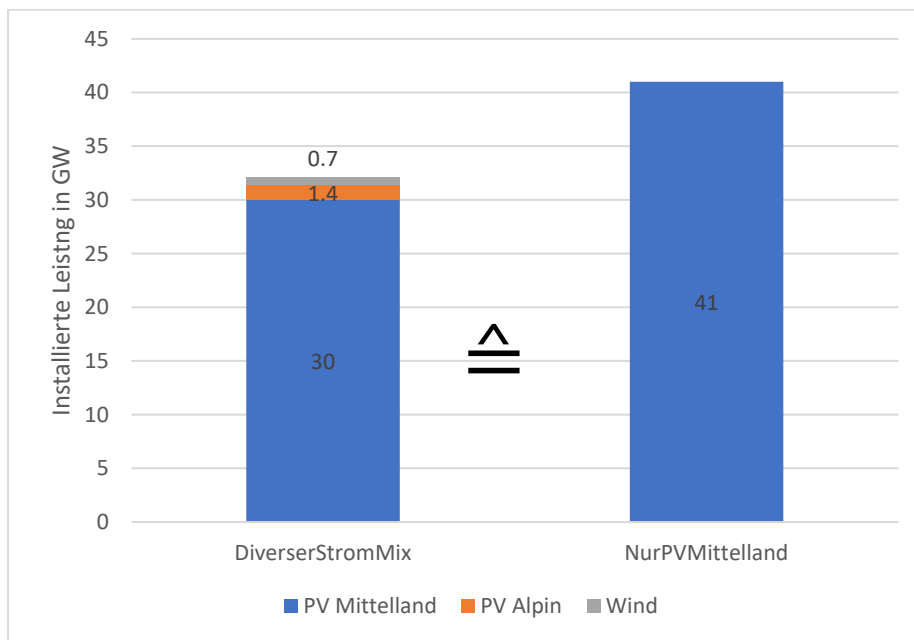


Fig. 6: PV im Mittelland für gleiche Zuverlässigkeit bei Solarflaute, bei diversem Energie-Mix oder nur PV im Mittelland

- Der hier gezeigten Diversitätsgewinne der nachhaltigen Stromproduktion stellen zumindest teilweise eine Alternative für aktuell geplante Notgaskraftwerke dar. Die verantwortlichen Stellen sollten diesen Effekt möglichst rasch in ihrer Planung berücksichtigen.  
Auch ist die weitere praxisorientierte Erforschung von Diversitätseffekten voranzutreiben und in der Praxis anzuwenden.
- Die günstigsten und sofort verfügbaren Stromspeicher sind unsere Speicherseen, diese müssen zukünftig landesweit unter dem Aspekt Versorgungssicherheit bewirtschaftet werden, wozu im neuen [Stromgesetz] die gesetzlichen Grundlagen geschaffen worden sind. Stromhandel wird auch unter diesem neuen Regime möglich sein und eine Integration ins europäische Netz wird eine Voraussetzung sein, um komplexe Risiken zu managen.
- Es braucht eine zeitliche Planung der Abschaltung der verbleibenden AKW's Gösgen und Leibstadt (50 oder 60 Jahre Laufzeit?) und eine Planung entsprechender Massnahmen für die Bereitstellung von Langzeitspeicher ab 2040.

## Zu den Autoren

Thomas Nordmann

Schweizer Solarpionier seit 1974. Gründung TNC Consulting AG 1985. Weltweit erste 100 kW PV-Lärmschutzwand entlang der A13 Domat Ems 1989. Träger des Europäischen Solarpreis 1997. Schweizer Experte in der IEA PV Arbeitsgruppen PVPS bis 2001 - 2020. Leiter Kernteam und Sprecher der Wirtschaft Forum Energiespeicher Schweiz FESS. Mitglied des Vorstandes der aee suisse die Schweizer Dachorganisation der Wirtschaft aus den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Einzelmitglied von [SATW](#). Seit 2019 Herausgeber von [Swiss Energy Charts](#) „Das Cockpit für die Energiewende“ in Zusammenarbeit mit Fraunhofer ISE und Förderung von EnergieSchweiz

Jörg Hofstetter

Nach der Ausbildung zum Elektroingenieur und mehrjähriger Industrienerfahrung war er fast 20 Jahre als Dozent und Forscher an der Hochschule Luzern im Bereich Informatik tätig, Schwerpunkt Software Engineering. Seit seiner Pensionierung setzt er sich verstärkt mit Datenanalyse und Modellierung im Themenbereich “CO2 Netto Null” auseinander. Er ist Herausgeber der Webseite [co2nettonull.com](#), einem jährlich aufdatierten CO2 Monitoring der Schweiz.

## Quellenangaben und Anhang

[**Dreamteam**] Nordmann & Hofstetter, Dreamteam Wasserkraft und Solarstrom, 2022 siehe <https://co2nettonull.com/dreamteam-wasserkraft-und-solarstrom-fuer-die-zukuenftige-energiewende/>

Anhand des Referenzjahres 2021 wurden rechnerisch die Zuflüsse erfasst. Sollten die Speicherseen gegenüber wesentlich 2021 vergrössert werden, müsste auch dieser Zufluss skaliert werden.

### [**Dachfläche**]

Publizierte Zahlen der verfügbaren Dachfläche für PV-Anlagen in der Schweiz weisen eine grosse Streuung auf. Siehe z.B.

[https://digitalcollection.zhaw.ch/bitstream/11475/21356/3/2021\\_Moro-et-al\\_Bericht-Photovoltaik-Dachfl%C3%A4chenpotential-der-Schweiz.pdf](https://digitalcollection.zhaw.ch/bitstream/11475/21356/3/2021_Moro-et-al_Bericht-Photovoltaik-Dachfl%C3%A4chenpotential-der-Schweiz.pdf)

Während das BfE ein Potential für die jährliche PV-Produktion auf Dächern von bis zu 50 TWh sieht, kommt obiger Bericht eher auf ca. 40 TWh.

Das im vorliegenden Bericht verwendete Szenario [Grossen/Axpo] geht im Jahr 2050 von ca. 48 TWh PV-Produktion aus, dabei 34.7 TWh auf Dächern, 10.3 TWh auf Freiflächen und 4.3 TWh im Alpinen Raum. Gerade die PV auf Freiflächen ist aber aktuell politisch umstritten.

Grundsätzlich wird klar, dass die PV-Produktion im Mittelland nicht unbeschränkt möglich ist, ein zusätzlicher Zubau um 36 % wegen Verzicht auf Alpine-PV und Wind dürfte nicht so einfach verkraftbar sein.

### [**Diversity Benefit**]

Links für eine Einführung zum Thema:

Joseph Daniel, <https://blog.ucsusa.org/joseph-daniel/the-magic-math-of-solar-plus-storage/> ,

Nick Schlag et al., <https://www.ethree.com/wp-content/uploads/2020/08/E3-Practical-Application-of-ELCC.pdf>, 2020, S. 6: The Benefits of Resource Diversity

Der im Text erwähnte ELCC-Wert (Effective Load Carrying Capability), ist eine Methode um den Beitrag einer intermittierenden (PV, Wind) oder begrenzten (Speicher) Ressource zur Versorgungssicherheit (Resource Adequacy) zu messen. Er definiert die zusätzliche Last, welche dem System hinzugefügt werden kann, ohne dass eine definierte Zuverlässigkeit vermindert wird. So kann z.B. eine 100 MW Solaranlage mit einem ELCC von 30% gleichviel zur Systemzuverlässigkeit wie ein «ideales Kraftwerk» von 30 MW beitragen.

### [**Elcom**]

<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/berichte-und-studien.html>  
-> [Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025 \(PDF, 3 MB, 28.07.2023\)](#)

Zitat daraus, S.4 «Mit welcher Wahrscheinlichkeit das dargestellte Stressszenario mit einer

gleichzeitigen Kombination unterschiedlicher Stressfaktoren (...) tatsächlich eintreten kann, lässt sich nicht abschätzen.»

[Grossen/Axpo] Grossen, <https://powerswitcher.axpo.com/>, Zugriff: 7.5.2024, (dort in der obersten Zeile das Szenario **Grossen** auswählen.)

In unserem früheren Bericht [Stresstest] wurden im Anhang unter «Szenarien» unterschiedliche Strom-Szenarien miteinander verglichen. Die Daten der untenstehenden Tabelle stammen aus dieser Quelle. Das Szenario Grossen/Axpo wurde aber seither leicht angepasst, insb. wurden realistischere PV-Nutzungsgrade im Winter verwendet. Für unsere Betrachtungen fallen diese marginalen Unterschiede aber nichts ins Gewicht.

<b>Szenario-Vergleiche 2050</b>	<b>Strombedarf TWh</b>	<b>PV-Energie in TWh</b>
Szenario Nationalrat-Grossen, auf Plattform Axpo Power Switcher	93 TWh	48 TWh
BfE, Energieperspektiven 2050+, 2020	76 TWh	37.5 TWh
VSE, Energieversorgung der Schweiz bis 2050, 2022	83 TWh	28 TWh
Szenario «defensiv-isoliert»		
ETH Energy Science Center (ESC), Versorgungssicherheit in einer Netto-Null-Energiezukunft für die Schweiz, 2023	80-100 TWh	
Zum Vergleich: Ist-Zahlen 2023, anhand [Grossen/Axpo]	63.9 TWh	5.6 TWh

Besonderheiten des Szenarios Grossen für diese Untersuchung:

- Der Strombedarf (Nachfrage) beinhaltet prognostizierte Ausweitungen aufgrund der E-Mobilität und Wärmepumpen, aber auch entsprechende Minderungen durch bessere Effizienz und einer dynamischen Laststeuerung (Demand Side Management).
- Das Szenario basiert auf einem relativ grossen Strombedarf, verglichen mit den anderen Szenarien. Für unsere Untersuchungen ist dies ideal, da damit auch ein starker PV-Ausbau verbunden ist, d.h. auch entsprechenden Solarflauten stärker ins Gewicht fallen (-> «Worst Case» Untersuchung).
- Das Szenario weist im Sommer eine höhere Stromnachfrage als im Winter aus. Das hängt damit zusammen, dass in diesem Szenario bereits 2039 im Sommer aus Strom grüner Wasserstoff produziert wird.
- Wichtige Anforderung für unsere Untersuchungen: Einerseits sollte der PV-Ausbau möglichst weit fortgeschritten sein, andererseits sollten neue Langzeitspeicher noch keine wesentliche Rolle spielen (Game Changer bezüglich Zuverlässigkeit). Im Modell [Grossen/Axpo] werden ab 2040 die letzten beiden grossen AKW's Gösgen (2040) und Leibstadt (2045) nach 60 Jahren Laufzeit abgeschaltet. Erst danach werden wir weitere Langzeitspeicher (wie z.B. Wasserstoff/Power2X) brauchen. Damit haben wir das Jahr 2039 als idealen Kandidaten für unsere Simulationen ausgewählt
- Auf der verwendeten AXPO-Plattform werden für die einzelnen Technologien **monatliche Nutzungsgrade** der unterschiedlichen Technologien ausgewiesen. Dies erlaubte uns, monatliche Energieproduktionen beliebiger Kombinationen von Technologien durchzurechnen.
- Im Szenario Grossen wird zwischen «PV Freifläche», «PV Dach» und «PV Alpin» unterschieden. Wir haben dies in unserem Modell vereinfacht zu Alpin-PV und Mittelland-PV zusammengefasst, wobei letztere die Summe aus Freifläche und Dach darstellt. Beim Berechnen der Produktionsdaten von Mittelland-PV wurde der

Nutzungsgrad von «PV Dach» verwendet, der vergleichbar mit demjenigen «PV Freifläche» ist.

[**Grossen/Nexus**] Nexus-e Plattform der ETH: <https://nexus-e.org/> Dort gibt es eine leicht modifizierte, für unsere Bedürfnisse aber vergleichbare, Version des Modells Grossen in Stundenaufösung, inkl. Berücksichtigung der Speicherseen und Pumpspeicher <https://nexus-e.org/result-feasibility-of-scenarios-for-the-swiss-electricity-system/>

Nach einer Registrierung findet sich dort das Modell Grossen.

Bei den verwendeten Daten für die Pumpspeicher wurden Daten für das Jahr 2040 übernommen, da keine Daten für 2039 vorhanden sind.

### [**Leistung**]

Die installierte Leistung oder Peak-Leistung bei PV-Anlagen, gemessen in Watt, zeigt uns an, wieviel ein PV-Modul im Idealfall leisten kann.

Dabei gilt: 1 Milliarde Watt = 1 Gigawatt oder 1 GW

Multipliziert man diese Leistung mit der Betriebszeit, ergibt sich daraus die maximal produzierbare Energie, gemessen in Wattstunden oder Wh.

Wobei gilt: 1 Milliarde Wh = 1 Gigawattstunde / GWh,

1000 GWh = 1 Terrawattstunde / TWh

### [**Nutzungsgrad**]

Ein PV-Modul produziert z.B. Nachts keine, oder bei schlechtem Wetter nur wenig Energie.

Der **Nutzungsgrad** ist das Verhältnis zwischen dem tatsächlich erreichten und dem maximal möglichen Ertrag einer Anlage. Diese Nutzungsgrade variieren bei PV- und Wind-Anlagen von Monat zu Monat.

Um für einen bestimmten Monat die im Schnitt produzierte Energie zu berechnen: Installierte Leistung [W] x Anzahl Stunden pro Monat x monatlicher Nutzungsgrad.

Die für die einzelnen Technologien verwendeten monatlichen Nutzungsgrade stammen ebenfalls aus [Grossen/Axpo] (Einzelne Technologie in Übersicht anklicken, Kapazität und Nutzungsgrad sind ersichtlich).

[**Stresstest**] Nordmann & Hofstetter, Stresstest Energiewende, 2023

<https://co2nettonull.com/dreamteam-wasserkraft-und-solarstrom-fuer-die-zukuenftige-energiewende/>

### [**Stromgesetz**]

Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien,

Am 9. Juni 2024 in einer Referendumsabstimmung genehmigt.

<https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2023/2301/de>

[Art. 8a Energiereserve für kritische Versorgungssituationen](#)

[**Powersim**] Powersim Studio 10, Simulationstwerkzeug

<https://powersim.com/powersim-studio/>

### [Wind-PV]

Beim «Ersatz» von Windanlagen durch PV-Anlagen haben wir berücksichtigt, dass Windanlagen übers Jahr gesehen pro installierter GW Leistung bedeutend mehr Energie liefert als 1 GW PV.

Anhand Daten aus [Grossen/Axpo]:

0.7 GW Wind => 1.3 TWh jährlich, 1 GW => 1.85 TWh jährlich

30 GW PV Mittelland => 28.3 TWh jährlich, 1 GW => 0.94 TWh jährlich

Verhältnis Wind/PV = 1.96, d.h. 1 GW installierte Windkraft erzeugt pro Jahr etwa so viel Strom wie 2 GW installierte Mittelland-PV.